

ESPECIALIZACIÓN EN PLANEACIÓN AMBIENTAL Y MANEJO INTEGRAL DE LOS RECURSOS NATURALES



EVALUACIÓN DE LOS TÉRMINOS DE REFERENCIA PARA LA ELABORACIÓN DEL ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL PARA LOS PROYECTOS DE PERFORACIÓN EXPLORATORIA DE HIDROCARBUROS M-M-INA-01

Jhoanna Marcela Rodríguez Rocha
Ingeniero de Petróleos
U2700754@unimilitar.edu.co

Universidad Militar Nueva Granada
Facultad de Ingeniería, Especialización en Planeación Ambiental y Manejo Integral de los
Recursos Naturales
Bogotá D.C, 2017

EVALUACIÓN DE LOS TÉRMINOS DE REFERENCIA PARA LA ELABORACIÓN DEL ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL PARA LOS PROYECTOS DE PERFORACIÓN EXPLORATORIA DE HIDROCARBUROS M-M-INA-01

EVALUATION OF THE TERMS OF REFERENCE FOR THE DEVELOPMENT OF THE ENVIRONMENTAL IMPACT ASSESSMENT FOR THE HYDROCARBONS EXPLORATION DRILLING PROJECTS

Jhoanna Marcela Rodríguez Rocha
Ingeniera de Petróleos, Bogotá D.C, Colombia, U2700754@unimilitar.edu.co

RESUMEN

Este artículo evalúa los términos de referencia para la elaboración del estudio de impacto ambiental para los proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos. La metodología usada analiza el contexto normativo en materia de licenciamiento ambiental, la pertinencia ambiental de los proyectos de perforación exploratoria y de los términos de referencia; y por último las actividades, herramientas e insumos utilizados en la perforación de pozos. Es innegable que los cambios constantes sobre la normatividad han generado un proceso de licenciamiento ambiental más laxo, por el interés del Gobierno en impulsar la exploración petrolera, como también que las entidades estatales como el SINA y las autoridades ambientales no tienen la capacidad necesaria para hacer seguimiento y control a las licencias ambientales otorgadas. Lo anterior impacta directamente sobre la determinación de la pertinencia ambiental de los proyectos de perforación exploratoria, así como la no claridad en los términos de referencia sobre la metodología que se debe usar para la evaluación del impacto ambiental. Por último se plantea una estrategia para el mejoramiento del documento de términos de referencia para la elaboración del estudio de impacto ambiental en proyectos de perforación exploratoria.

Palabras Clave: licencia ambiental, términos de referencia, evaluación de impactos ambientales, perforación exploratoria.

ABSTRACT

This article evaluates the terms of reference for the development of the environmental impact assessment for the hydrocarbon exploration drilling projects. The methodology used analyzes the normative context in terms of environmental licensing, the environmental relevance of exploration drilling projects and the terms of reference; and lastly the activities, tools and inputs used in the drilling of wells. It is undeniable that the

constant changes in regulations have led to a slower environmental licensing process, due to the government's interest in boosting oil exploration, as well as that state agency such as SINA and environmental authorities do not have the capacity to do monitoring and control of environmental licenses granted. The above means it is a fact the directly impact on the determination of the environmental relevance of exploratory drilling projects, as well as the lack of clarity in the terms of reference on the methodology to be used for the environmental impact assessment. Finally, a strategy is presented for the improvement of the document of the terms of reference for the development of the environmental impact assessment in exploratory drilling projects.

Keywords: Environmental license, terms of reference, environmental impact assessment, exploratory drilling.

INTRODUCCIÓN

En los dos últimos años la crisis en la industria petrolera a nivel mundial por la caída del precio del barril ha generado en Colombia un déficit a nivel fiscal y energético. La meta planteada por el Gobierno Nacional de alcanzar un millón de barriles diarios hasta 2022 se ha visto truncada por la disminución de exploración y el envejecimiento de los yacimientos productores. El más importante producto de exportación en Colombia es el petróleo que cayó desde 324,8 mil millones de dólares en 2013 a 10 mil millones de dólares en el 2016, es decir, es innegable la dependencia de la economía del país con el petróleo que según las estimaciones oficiales apuntan a que las reservas petroleras del país se agoten en los próximos 5 años.

Como respuesta a la preocupación del Gobierno sobre el hueco fiscal que tiene el país se concretó la reforma tributaria a finales del 2016, siendo esta más condescendiente con la industria de hidrocarburos al hacer una reducción de los impuestos, la devolución inmediata del IVA por inversiones y una reforma al sistema de regalías actual, entre otros. La decisión que ha tomado el Estado tiene como objetivo incentivar la exploración en la industria incorporando nuevas reservas de crudo y gas en el país y evitar el desabastecimiento. Sin embargo, todas estas medidas van acompañadas de impactos sociales y ambientales en los territorios de desarrollo de perforación exploratoria. Con la centralización de las regalías se generan unas desventajas en cuanto al desconocimiento de las realidades, necesidades y recursos naturales locales que se convierte en un conflicto entre las comunidades y las empresas del sector hidrocarburos. Por otro lado, luego del acuerdo de paz alcanzado por el Gobierno y las Fuerzas Armadas Revolucionarias de Colombia (FARC), las zonas de conflicto que antes eran consideradas impenetrables ahora se vuelven accesibles y vulnerables a la construcción de carreteras e industria extractivas que generan deforestación y pérdidas de biodiversidad.

De acuerdo a lo anterior el país ha tenido una serie de cambios que han generado facilidades tributarias para la inversión extranjera en la exploración de nuevos yacimientos, procedimentales en cuanto al esquema de asignación de contratos para la exploración sísmica de los bloques disponibles de la Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH y de apertura a nuevas zonas inexploradas al no existir problemas de seguridad y orden público que antiguamente eran generados por la guerrilla de las FARC.

Las autoridades ambientales competentes deben responder a la gran demanda de licencias de exploración y explotación solicitadas en el sector de hidrocarburos y para esto se ha generado un proceso de reglamentación para responder a la necesidad de prevenir, mitigar, corregir y compensar los impactos ambientales causados por las actividades de la industria petrolera. Uno de estos son los términos de referencia para la elaboración del estudio de impacto ambiental para los proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos, donde se define como debe realizarse el estudio de impacto ambiental y los planes de manejo ambiental. La importancia de realizar un estudio de impacto ambiental está señalada en la Ley 99 de 1993 al considerarlo como un “instrumento básico para la toma de decisiones respecto a la construcción de obras y actividades que afecten significativamente el medio ambiente natural o artificial”.

En el documento para la elaboración del estudio de impacto ambiental para los proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos se precisa sobre la caracterización de los medios abiótico, biótico, y socioeconómico en el área de influencia, donde el levantamiento de la línea base tiene una importancia fundamental en la evaluación real de los impactos identificados, pero no existe una definición en la metodología avalada por la autoridad ambiental para que se realice la evaluación de impacto ambiental en los procesos de la identificación y valorización de los impactos ambientales, en donde la escala espacial y temporal de valoración junto con los criterios para la evaluación cuantitativa y cualitativa se dejan a consideración del grupo evaluador de impactos conformado por la compañía operadora interesada en la licencia ambiental. El documento también considera en los aspectos relevantes dentro de las generalidades del proyecto, la posibilidad de una radicación de sustracción de reservas de ley 2da y de levantamiento de vedas posiblemente como respuesta a la ejecución de “proyectos de interés Nacional”

Conforme a lo mencionado se pretende evaluar los términos de referencia para la elaboración del estudio de impacto ambiental para los proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos M-M-INA-01.

MATERIALES Y MÉTODOS

Fase I: Contexto Normativo

El marco normativo que se aplica en el proceso de otorgamiento de licencias ambientales en el sector hidrocarburos para proyectos de perforación exploratoria en Colombia se nombra a continuación:

Cuadro 1. Normatividad sobre licencias ambientales para proyectos de perforación exploratoria en el sector hidrocarburos.

CONSTITUCIÓN POLÍTICA 1991
Conservación de los recursos naturales y del medio ambiente. El Estado planificará el manejo y aprovechamiento de los recursos naturales para garantizar su desarrollo sostenible, su conservación o sustitución. Además, deberá prevenir y controlar los factores de deterioro ambiental, imponer las sanciones legales y exigir la reparación de los daños causados. (Constitución Política de Colombia de 1991, 1991)

LEYES	
99 de 1993	Art 49. consagra la obligatoriedad de la Licencia Ambiental para la ejecución de obras, el establecimiento de industrias o el desarrollo de cualquier actividad, que pueda producir deterioro grave de los recursos naturales renovables o al medio ambiente o introducir modificaciones considerables o notorias (Ley 99 de 1993, 1993)
1450 de 2011	Expedición del Plan Nacional de Desarrollo 2010 – 2014. Art 224. Procedimiento para el otorgamiento de licencias ambientales. Art 225. Calidad de los estudios de impacto ambiental, diagnósticos ambientales de alternativas y planes de manejo ambiental. (Ley 1450 de 2011, 2011)
1753 de 2015	Expedición del Plan Nacional de Desarrollo 2014 – 2018. Art 179. Procedimiento para el otorgamiento de licencias ambientales Art 267. Derogación art. 225 Ley 1450 de 2011. (Ley 1753 de 2015, 2015)
DECRETOS	
1753 de 1994	Reglamentación el Título VIII y XII de la Ley 99 de 1993 sobre Licencias Ambientales. Art 20. El Ministerio de Medio Ambiente junto con el Consejo Técnico Asesor de Política y Normatividad Ambiental establecerá los términos de referencia para cada sector. (Decreto 1753 de 1994, 1994)
1728 de 2002	Reglamentación el Título VIII de la Ley 99 de 1993 sobre Licencias Ambientales. (Decreto 1728 de 2002, 2002)
1180 de 2003	Reglamentación el Título VIII de la Ley 99 de 1993 sobre Licencias Ambientales. (Decreto 1180 de 2003, 2003)
1220 de 2005	Reglamentación el Título VIII de la Ley 99 de 1993 sobre Licencias Ambientales. (Decreto 1220 de 2005, 2005)
2820 de 2010	Art 2. Define cuales son las autoridades competentes para otorgar o negar licencia ambiental. Art 3. Concepto y alcance de la licencia ambiental. Art 8. Competencia de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales en otorgar o negar la licencia ambiental en proyectos de perforación exploratoria por fuera de los campos de producción ya existentes, de acuerdo con el área de interés que declare el peticionario. Art 14. Los términos de referencia son los lineamientos generales que la autoridad ambiental señala para la elaboración y ejecución de los estudios ambientales que deben ser presentados ante la autoridad ambiental competente. (Decreto 2820 de 2010, 2010)
3573 de 2011	Creación, objeto, funciones, recursos, dirección, estructura y funciones de las dependencias de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales. (Decreto 3573 de 2011, 2011)
2041 de 2014	Art 25. 1. A partir de la fecha de radicación de la solicitud con el lleno de los requisitos exigidos, la autoridad ambiental competente de manera inmediata procederá a expedir el acto administrativo de inicio de trámite de licencia ambiental. 2. Expedido el acto administrativo de inicio trámite, la autoridad ambiental competente evaluará que el estudio ambiental

	presentado se ajuste a los requisitos mínimos contenidos en el Manual de Evaluación de Estudios Ambientales y realizará visita al proyecto, cuando la naturaleza del mismo lo requiera, dentro de los veinte (20) días hábiles después del acto administrativo de inicio. Cuando no se estime pertinente la visita o habiendo vencido el anterior lapso, la autoridad ambiental competente dispondrá de diez (10) días hábiles para realizar una reunión con el fin de solicitar por una única vez la información adicional que se considere pertinente. (Decreto 2041 de 2014, 2014)
CONPES	
CONPES 3762 20 AGOSTO 2013	Lineamientos de política para la identificación y priorización de proyectos en infraestructura, hidrocarburos, minería y de energía considerados como de interés nacional y estratégicos. (CONPES & DNP, 2013)

Fuente: Legislación Colombiana

Fase II: Pertinencia Ambiental en Proyectos de Perforación Exploratoria

1. Pertinencia Ambiental

Para el sector de hidrocarburos es la ANLA quien a través del estudio de la Evaluación de Impacto Ambiental, el Plan de Manejo Ambiental y el Diagnóstico Ambiental de Alternativas para los proyectos mencionados en el artículo 18 del Decreto 2041 de 2014; determina la pertinencia ambiental de una obra o actividad a través del otorgamiento o no de la licencia ambiental. Durante este proceso la autoridad ambiental busca “la planeación y administración de proyectos que asegure que las actividades humanas y económicas se ajusten a las restricciones ecológicas y de recursos y de esta forma se constituye en un mecanismo clave para promover el desarrollo sostenible”.

La adopción de unos objetivos de Desarrollo Sostenible mencionados en La Cumbre de Río +20, fue adquirida por Colombia voluntariamente, con el propósito de definir el rumbo del desarrollo de la mano de la conservación del medio ambiente. En la página de la UNESCO expresan la definición de Desarrollo Sostenible como: “es un paradigma para pensar en un futuro en donde las consideraciones ambientales, sociales y económicas estén equilibradas en la búsqueda de una mejor calidad de vida. Por ejemplo, una sociedad próspera depende de un ambiente sano que provea alimentos y recursos, agua potable y aire limpio para sus ciudadanos”.



Figura 1. Esquema de los tres pilares del Desarrollo Sostenible
Fuente: <http://www.voicesofyouth.org/en/posts/sustentabilidad>

2. Perforación Exploratoria

En la industria del petróleo existe una cadena de valor de los hidrocarburos que corresponde al conjunto de actividades económicas relacionadas entre sí. Las dos fases en la que se divide se describen a continuación:

- Upstream: Este sector está constituido por todas las actividades involucradas en la búsqueda de potenciales yacimientos de petróleo y gas, tanto en offshore como en onshore. Los tres procesos que componen este sector son:
 1. Exploración Sísmica.
 2. Perforación Exploratoria.
 3. Producción.

- Downstream: Este sector está constituido por todas las actividades involucradas en la refinación del petróleo crudo y al procesamiento y purificación del gas natural, así como también la comercialización y distribución de productos derivados del petróleo crudo y gas natural. Los procesos que componen este sector son:
 1. Refinación.
 2. Transporte.
 3. Comercialización.

Por lo que se refiere a la perforación exploratoria dentro de la fase de Upstream, es la etapa en la que se confirma los análisis que el ingeniero de yacimientos interpretó durante la exploración sísmica. Para realizar dicha confirmación es necesario realizar la perforación de pozos que varían en longitudes de 2000 ft a 25000 ft de profundidad hasta alcanzar la formación geológica de interés para su posterior producción de petróleo y/o gas.

La etapa de perforación exploratoria genera impactos ambientales como cualquier obra o actividad que se desarrolle, un listado de algunos impactos directos e indirectos en un proyecto onshore son:

Tabla 2. Listado de Impactos en la etapa de Perforación Exploratoria

Impactos Directos	Impactos Indirectos
Cambios de cobertura vegetal.	Alteración de la calidad de las aguas superficiales.
Variación en la compactación de suelo. Alteración del paisaje.	Cambios en los procesos de erosión. Cambio en la migración de individuos de fauna.
Modificación en los niveles sonoros.	Afectación en las propiedades físico químicas del suelo
Cambio en el uso del suelo.	

Fuente: Informe Estudio de Impacto Ambiental prospección sísmica 2D y perforación exploratoria lotes 134 y 158. Preparado por Walsh Perú S.A

Fase III: Perforación Exploratoria

La etapa de perforación exploratoria inicia con la construcción de la plataforma y a su vez el camino vial de acceso a esta, puesto que es necesaria la movilización del taladro de perforación junto con las herramientas y personal involucrado en la operación como se describen a continuación:

a) Taladro de Perforación

Los taladros se clasifican de acuerdo a la potencia, al método de rotación y sin son para actividades costa adentro o costa afuera. La potencia de un taladro se selecciona de acuerdo a la profundidad a la que se estima perforar, puesto que a mayor profundidad es necesaria más tubería de perforación, es decir, mayor carga para el taladro. En cambio, la clasificación por el método de rotación hace referencia al sistema de rotación que consigue hacer girar la sarta de perforación y la broca que es el componente que perfora el pozo, ubicada al final de la sarta. La rotación puede ser por Kelly o Top Drive. Por último los pozos que se perforan costa afuera necesitan plataformas o barcasas, las plataformas poseen pilares que soportan la cubierta del equipo, estos se apoyan en el lecho marino, algunas otras poseen un complejo sistema de propulsores que mantienen la plataforma lo más estable posible, mientras que las barcasas son barcos adaptados con todo el equipo necesario para la perforación de un pozo.

b) Sarta de Perforación:

Se encarga de transmitir las fuerzas de empuje y rotación a la broca, a través de la sarta circula el lodo que es el componente hidráulico durante la operación. La sarta de perforación está constituida por la tubería de perforación, el BHA y la broca.

c) Lodo de Perforación

El lodo es un sistema hidráulico cerrado que sale desde los tanques hacia el interior de la sarta de perforación hasta salir por los jets de las boquillas de la broca y sube a superficie por el espacio anular que existe entre la sarta y las paredes del pozo hasta llegar nuevamente a los tanques. Las funciones principales del lodo son mantener la estabilidad de las paredes del pozo, enfriar la sarta de perforación y transportar a

superficie el material cortado por la broca en fondo. El lodo puede ser base aceite o base agua y sus componentes varían.

La construcción de piscinas de lodo se realiza para recibir el lodo de perforación, realizar el tratamiento de floculación, sedimentación y aireación del agua de perforación y almacenar los cortes de perforación. Las paredes de las piscinas deben ser recubiertas con geotextil para mejora la estabilidad y geomembrana para evitar la filtración (Zambrano & Olaya, 2003)

d) Revestimiento

Para proteger la integridad del pozo, este debe ser perforado por etapas. Cada intervalo de hueco perforado se aísla de las formaciones para evitar filtraciones por medio de un tubo llamado *casing*, que posteriormente se asegura su estabilidad al inyectar un cemento especial entre el espacio anular del casing y las paredes del hueco. Al finalizar la perforación, el pozo queda literalmente entubado (revestido) desde la superficie hasta el fondo, para posteriormente facilitar la extracción del petróleo en la etapa de producción.

e) Registros Eléctricos

Luego de finalizar la perforación hasta la profundidad de la formación productora y antes de bajar revestimiento en la última etapa, se debe medir parámetros físicos, petrofísicos e información de los fluidos presentes en los poros de las rocas. Las herramientas que miden los parámetros contienen fuentes radiactivas que miden la radiactividad natural de las formaciones.

f) Cañoneo

Luego de tener la formación productora revestida se realiza un proceso para comunicar el yacimiento y el pozo a través de orificios creados entre el casing, cemento y la formación. El método más común y efectivo para crear los orificios es a través de explosivos, que se detonan controladamente y generan un canal de fluidos del yacimiento hacia el pozo.

La fase de perforación exploratoria termina con el cañoneo para luego dar inicio al completamiento, en esta etapa se selecciona e instala tubería de producción, empaques y otras herramientas necesarias. El objetivo de esta fase es obtener la máxima producción posible de la manera más eficiente.

Otro aspecto que está involucrado en la fase de perforación exploratoria está relacionado con la infraestructura necesaria para la adecuación del campamento, en las que se requiere la construcción de zanjas; la instalación de señales sobre seguridad vial y normas preventivas; el manejo de aguas negras a través de una planta Red Fox o pozo séptico; la clasificación y disposición de los residuos sólidos; y por último el tanque de almacenamiento de combustible.

Fase IV: Términos de Referencia para la Elaboración del Estudio de Impacto Ambiental

El Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible a través de la Resolución 421 de 2014 (Marzo 21) adopta los Términos de Referencia para la elaboración del estudios de impacto ambiental para los proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos (MADS, 2014). En términos generales la estructura del documento es la siguiente:

1. Generalidades

Se debe realizar la descripción de aspectos relevantes del proyecto previo a la elaboración del EIA respecto a permisos, trámites ante autoridades competentes, ubicación del proyecto y área de influencia. En otros aspectos también está incluido en este numeral el alcance del proyecto y la presentación de la metodología adoptada para la elaboración del EIA.

2. Descripción del Proyecto

Información de la ubicación del proyecto geográfica y político-administrativa y una descripción de la infraestructura existente en el área de perforación exploratoria. Se debe realizar una descripción técnica, de costos y organizacional del proyecto en las diferentes fases que debe estar respaldada con la información de los diseños de la infraestructura que se pretende construir y el cronograma de trabajo y por último de forma general informar las necesidades de recursos naturales, sociales y culturales del proyecto.

3. Área de Influencia

Análisis de las implicaciones ambientales para cada uno de los medios impactados (abiótico, biótico y socioeconómico) por cada uno de las etapas del proyecto (planeación, construcción, operación y abandono).

4. Caracterización del Área de Influencia

Está definido el nivel de detalle que se requiere para la caracterización de los diferentes componentes. Luego del análisis de estos componentes se debe identificar los servicios ecosistémicos para determinar la importancia o dependencia a dichos servicios de las comunidades locales, el nivel de impacto y la dependencia del proyecto sobre la importancia de los servicios ecosistémicos.

Los estudios solicitados en el componente abiótico son: geología estructural; geomorfología; paisaje; clasificación agrológica de suelos e identificación de uso del suelo; hidrológico; calidad del agua; identificación del uso del agua, identificación y caracterización del agua subterránea y acuíferos; condiciones climáticas medias y extremas; calidad del aire; y por último la generación de ruido. Respecto al medio biótico los estudios requeridos para la caracterización del área de influencia son: análisis de estructura de los ecosistemas, incluyendo la fragmentación y tendencias de poblamiento para ecosistemas terrestres y acuáticos; identificación y delimitación de ecosistemas estratégicos, sensibles y/o áreas protegidas en el caso que aplique.

Por último, la caracterización del medio socioeconómico está compuesta por: uso de los mecanismos de participación para el proceso de participación y socialización con las comunidades; la dinámica de poblamiento, las tendencias demográficas y el índice de necesidades básicas insatisfechas; el análisis de la calidad y cobertura de servicios públicos y sociales; panorama sobre la dinámica económica regional relacionada con el proyecto; análisis de los patrones de asentamiento, dependencia económica y sociocultural, usos tradicionales de los recursos naturales y descripción de las comunidades étnicas presentes; programa de arqueología preventiva; información del componente político – organizativo; y por último si aplica la información sobre la población a reasentar.

5. Zonificación Ambiental

La zonificación ambiental debe llevar al análisis de la importancia o significancia ambiental del área. La metodología usada debe estar descrita. Para realizar la determinación de la importancia se debe tener presente los siguientes aspectos o criterios:

- a) Áreas de especial significado ambiental.
- b) Áreas de riesgo, amenazas y de recuperación ambiental.
- c) Áreas de importancia social y producción económica.

6. Demanda, Uso, Aprovechamiento y/o afectación de recursos naturales

En este punto se solicita una detallada caracterización de los recursos naturales que demandará el proyecto y que serán utilizados, aprovechados o afectados durante las diferentes fases del mismo. Todos los aspectos y criterios que deben ser analizados y presentados están definidos para la solicitud de captación de agua superficial; la concesión de aguas subterráneas; el vertimiento de aguas residuales domésticas y/o industriales; la gestión de las aguas provenientes de la exploración de hidrocarburos a través de la reinyección; la intervención de cauces de agua; los permisos de aprovechamiento forestal; y el permiso para emisiones atmosféricas.

7. Evaluación Ambiental

Se analizarán dos escenarios: impactos ambientales con proyecto y sin proyecto. En el estudio se deben detallar las metodologías de evaluación empleadas, los criterios de valoración y la escala espacial y temporal de la valoración.

8. Zonificación de Manejo Ambiental del Proyecto

A través de tres áreas de manejo (áreas de exclusión, de intervención con restricciones e intervención) se debe realizar una evaluación de las restricciones de tipo abiótico, biótico y socioeconómico.

9. Evaluación Económica Ambiental

Se debe realizar un análisis de la estimación del valor económico de los beneficios y costos ambientales que potencialmente genera la ejecución del proyecto. Se proponen unos métodos de valoración económica sugeridos para la EIA.

10. Planes y Programas

Se debe presentar un PMA estructurado en programas. El seguimiento y monitoreo a los programas planteados en el PMA debe contar con indicadores que permitan monitorear todos los componentes. Adicional a los programas anteriores se debe generar una serie de planes. El plan de gestión del riesgo debe elaborarse a partir de la identificación de los riesgos asociados, es necesario conocer la vulnerabilidad de los elementos del riesgo y de acuerdo a esto generar un plan de reducción con el fin de evitar o minimizar los daños y pérdidas en caso de que el riesgo llegara a materializarse. El plan de contingencia debe evidenciar la preparación para dar respuesta efectiva ante la ocurrencia de efectos ambientales adversos como consecuencia de la materialización de riesgos y por último el plan de desmantelamiento y abandono. En otros aspectos también se debe contar con un plan de compensación por pérdida de biodiversidad y el plan de inversión del 1%.

RESULTADOS

Fase I: Contexto Normativo

A partir de la Constitución de 1991 con los artículos 79 y 80 se introdujo el derecho a gozar de un ambiente sano junto con el deber del Estado de proteger la diversidad e integridad del ambiente a través de la planificación y aprovechamiento de los recursos naturales, para garantizar su desarrollo sostenible, conservación, restauración o sustitución. El Estado también se compromete a prevenir y controlar los factores de deterioro ambiental, imponer sanciones legales y exigir la reparación de los daños causados.

La reglamentación de los anteriores artículos en la Constitución lleva a la creación de la Ley 99 de 1993, en la que el Título VIII define aspectos formales y operativos de las licencias ambientales. En el artículo 50 se define licencia ambiental como “la autorización otorgada por la autoridad ambiental para ejecutar una obra o actividad, la cual está sujeta al cumplimiento por parte del beneficiario de los requisitos que la misma establece para prevenir, mitigar, corregir o compensar los efectos ambientales de la obra o actividad licenciada” y le da importancia al estudio de impacto ambiental para determinar la asignación de la licencia, puesto que señala que “los estudios de impacto ambiental serán el instrumento básico para la toma de decisiones respecto a la construcción de obras o actividades que afecten significativamente el medio ambiente natural o artificial”.

En 1994 el Decreto 1753 estipuló 42 sectores que debían obtener permisos ambientales y estableció las pólizas de cumplimiento para garantizar el acatamiento de los requisitos y obligaciones adquiridas. Si la póliza se llegaba a ejecutar, el dinero se usaría en la compensación, corrección y manejo de los impactos y efectos causados. Por último definió al Ministerio de Medio ambiente como la entidad para otorgar la licencia ambiental para casos de exploración en el sector de hidrocarburos.

Después de 8 años en vigencia el Decreto 1753 es emitido el Decreto 1728 de 2002, que desafortunadamente abrió la puerta a una legislación ambiental laxa. En el 1728 se eliminaron 21 sectores de los 42 anteriormente definidos en el proceso de licenciamiento ambiental que ahora tendrían como directriz las guías ambientales que no eran de obligatorio cumplimiento. En otros aspectos se eliminó la licencia ambiental ordinaria estableciendo la licencia ambiental única y la licencia global, la cual se establece para obras y actividades relacionadas con proyectos de exploración minera y de hidrocarburos y no como anteriormente se tenía que era solamente para campos petroleros y de gas (García).

Luego de un periodo de vigencia corto de 9 meses fue derogado el Decreto 1728 de 2002 por el Decreto 1180 del 2003 que sorpresivamente autorizó el desarrollo sin licenciamiento de proyectos asentados en donde estuviera en marcha el plan de ordenamiento territorial y no se incluyó el artículo donde se describe los casos en los que será prohibido otorgar la licencia ambiental como las zonas de reserva forestal. La no designación de un artículo completo que exprese con claridad los lugares en los que se prohíbe realizar un procedimiento de licenciamiento ambiental, se puede interpretar como una trivialidad del Estado sobre la protección de los recursos naturales. En el caso del sector hidrocarburos se excluyó el requerimiento de licencia para el transporte de hidrocarburo gaseoso que tenga una longitud menor a 10 kilómetros.

En el 2005 fue expedido el nuevo Decreto 1220 que reglamentaría una vez más el Título VIII de la Ley 99 de 1993. En términos generales fue claro en definiciones y responsabilidades como por ejemplo es el Ministerio de Medio Ambiente el responsable de definir cuál es la autoridad ambiental encargada de otorgar la licencia y de la expedición de manuales de evaluación y seguimiento para el monitoreo de las obras o actividades con licencia ambiental; la definición de licencia ambiental retorna a la planteada en el Decreto 1753 de 1994 al incluir “deterioro grave o las recursos naturales renovables o al medio ambiente o introducir modificaciones considerables o notorias al paisaje”. Respecto a Diagnostico Ambiental de Alternativas se incluyeron tres nuevos aspectos en el contenido básico del DAA: la identificación de las comunidades y de los mecanismos utilizados para informarles sobre el proyecto, obra o actividad; selección y justificación de la mejor alternativa y un análisis costo – beneficio ambiental de las alternativas.

Una vez más se presentaron cambios en la normatividad ambiental con la expedición del Decreto 2820 de 2010. Para el sector de hidrocarburos la exploración sísmica no requiere de licencia ambiental, salvo que sea necesaria la construcción de vías para el tránsito vehicular o que las actividades se realicen en las áreas marinas del territorio nacional a profundidades inferiores de 200 metros. Sin duda genera sorpresa que la exploración sísmica que provoca algunos impactos como la deforestación, la pérdida de nacederos de agua, el ruido, la contaminación de agua y aire y la desestabilización de los suelos no sean considerados como impactos graves al medio ambiente.

Las anteriores cuatro modificaciones sobre la reglamentación de las licencias ambientales dejan en evidencia la inestabilidad jurídica en materia ambiental y el interés del Gobierno de Álvaro Uribe, presidente 2002- 2010, en el desarrollo económico del país basado en el aumento de la explotación privada en el sector petrolero y minero a través de una atractiva flexibilidad tributaria para dichas compañías. El número de hectáreas con título minero otorgados en este periodo presidencial pasó de 1,13 millones a 8,53 millones y en los páramos se otorgaron 122 mil hectáreas (Osorio C. , 2010) dejando expuesto nuestro derecho a gozar de un ambiente sano e incumpliendo el deber del Estado a garantizar la conservación de los recursos naturales.

Colombia inicia a partir del segundo semestre de 2010 el Gobierno del actual presidente Juan Manuel Santos, quien continúa con la misma política de desarrollo económico de su antecesor. No obstante, el número de Decretos expedidos a la fecha en materia de licenciamiento ambiental se redujo y la expedición del Decreto 2041 de 2014 en este Gobierno surgió como respuesta al CONPES 3762 de 2013 que identifica que el crecimiento de la inversión nacional y extranjera en los proyectos de infraestructura, minería, energía e hidrocarburos han tenido dificultades por falta de claridad en los procedimientos internos de las autoridades ambientales, llevando a posibles consecuencias como el aplazamiento en el cumplimiento de metas de los sectores establecidos en el Plan Nacional de Desarrollo y la potencial reducción de la inversión.

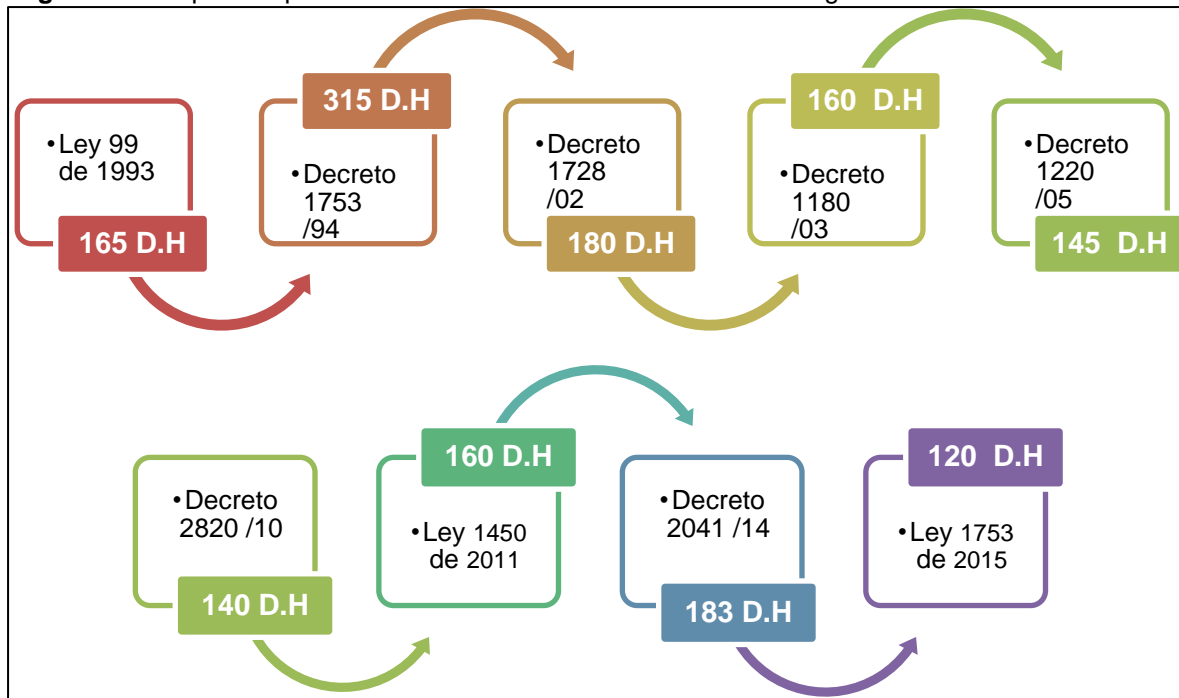
Fundamentalmente el Decreto 2041 de 2014 propuso cambios en el procedimiento de licenciamiento al disminuir los tiempos de evaluación, expedir el Auto de Inicio de inmediato, archivar la solicitud o rechazarla antes del requerimiento de información adicional y llevar a cabo el requerimiento de información adicional oralmente. También se incluyó la definición de Área de Influencia, la cual se refiere a los impactos ambientales significativos que se deriven de la ejecución de un proyecto o actividad; la obligación de anexar el Plan de Compensación por pérdida de Biodiversidad en el Estudio de Impacto Ambiental y en los proyectos de explotación de hidrocarburos que se realice fracking se

deberá adjuntar un concepto emitido por la ANH sobre la constancia de que dicha actividad se realizará en un yacimiento convencional o no convencional.

Es importante mencionar que antes de expedir el Decreto 2041 de 2014, el Gobierno buscó fortalecer la capacidad técnica para la evaluación de las solicitudes de licencia ambiental en grandes proyectos productivos y de infraestructura, entre ellos el sector hidrocarburos, dando inicio a la creación de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) por medio del Decreto 3753 de 2011. Sin embargo los resultados que se esperaban por parte de esta unidad administrativa no fueron los esperados, según el informe emitido por la Contraloría en el 2014 en el que evidencia que: "la ANLA presenta serias deficiencias en la evaluación, seguimiento y control de los proyectos, obras o actividades sujetos a licenciamiento, permisos o trámites ambientales de su competencia, lo que impide que estas actividades se realicen de manera transparente, objetiva y oportuna, con altos estándares de calidad técnica y jurídica, para contribuir al equilibrio entre la protección del ambiente y el desarrollo del país".

Para finalizar la revisión del contexto normativo en Colombia, el principal motivo por el cual se han realizado modificaciones procedimentales en el licenciamiento radica en el interés del Gobierno para agilizar e incentivar el desarrollo económico del país en proyectos de minería e hidrocarburos, en otras palabras, contar con una legislación laxa en los requerimientos y expés en términos de tiempo para el otorgamiento de licencias, nos convierte en un país atractivo para que las empresas extranjeras inviertan en nuestro territorio. En el siguiente diagrama se expone la variación en días hábiles del tiempo de ejecución para otorgar o rechazar la licencia desde la emisión de la Ley 99 de 1993 hasta la Ley 1753 de 2015, dejando en evidencia que al disminuir los tiempos es altamente probable que la evaluación de impacto ambiental no sea acertada y esto podría llegar a generar pérdidas a los inversionistas y al Estado en términos económicos y ambientales.

Figura 2. Tiempos del procedimiento de licenciamiento ambiental según la normatividad.



Fase II: Pertinencia Ambiental en Proyectos de Perforación Exploratoria

Determinar si un proyecto es pertinente ambientalmente o no en la perforación exploratoria, depende de la evaluación económica ambiental del área de influencia definida para el proyecto. Un adecuado manejo de valoración económica lograría el uso eficiente de los ecosistemas, puesto que estos generarían los recursos financieros necesarios para asegurar su sostenibilidad (Osorio & Correa, 2004). Es necesario incluir la valoración de los costos ambientales para tener un indicador único monetario que posibilite determinar el valor de una alteración desfavorable o favorable en el medio ambiente.

A través del Decreto 2041 de 2014 la Metodología General para la Presentación de Estudios Ambientales define el proceso metodológico de la valoración económica de impactos ambientales. Sin embargo, cruzar los costos ambientales de los impactos negativos con los costos de los beneficios sociales, como el aumento en los niveles de ingresos para personas de la región y cambio en la oferta y demanda de servicios locales no corresponde a un análisis de sensibilidad en términos de una adecuada evaluación económica ambiental.

Los principales impactos por la actividad de perforación exploratoria son el cambio de uso de suelo y el cambio de cobertura vegetal que son atendidos a través del Plan de Manejo Ambiental con programas de compensación que tienen como propósito llevar a cabo acciones de restauración de suelos, reforestación y mantenimiento de los ecosistemas forestales deteriorados, para que una vez lograda su rehabilitación, se compensen los servicios ambientales que prestaban los ecosistemas que fueron afectados por el cambio de uso del suelo.

En conclusión, para determinar la pertinencia ambiental de un proyecto de perforación exploratoria es indispensable la eficiencia en las actividades y autoridades ambientales involucradas en este proceso. Aunque las intenciones que ha tenido el Estado para la protección del medio ambiente son buenas, desafortunadamente no son eficientes.

- a) Las entidades gubernamentales y compañías privadas que a través de investigaciones poseen información de evaluaciones ecológicas y sociales, en la actualidad, son articuladas a través del SINA quien es la entidad que posee un rol fundamental en la construcción de modelos sostenibles de desarrollo en nuestro país. Conocer la línea base de nuestros ecosistemas debería ser la prioridad en materia ambiental, porque es el punto de partida para determinar los bienes y servicios; definir la capacidad para garantizar los procesos necesarios para su continuidad y funcionamiento; y definir el proceso de restauración que requiere. No obstante, en la práctica el SINA no ha podido conectar a las partes involucradas y no existe convergencia entre estas, generando un desarrollo económico en el país con problemas socio ambiental.
- b) Las autoridades ambientales competentes deben contar con la capacidad técnica y de recursos para analizar la evaluación de impacto ambiental y la valoración económica de los impactos ambientales presentada por la compañía operadora interesada en la licencia ambiental.

- c) La viabilidad de los programas instaurados en el Plan de Manejo Ambiental tiene que ser analizada por las autoridades ambientales, buscando siempre prevenir, mitigar, corregir o compensar el impacto causado al medio ambiente.

Fase III: Perforación Exploratoria

Las compañías petroleras han tenido que implementar recursos tecnológicos para controlar los riesgos a los que están expuestos el medio ambiente, el personal involucrado en la perforación de pozos y las herramientas usadas durante la operación. En otras palabras, la afectación o pérdida de una o las tres variables anteriormente mencionadas representan costos altísimos que la compañía operadora debe asumir a través del pago de multas ambientales, indemnizaciones por pérdidas humanas y el pago de equipos y/o herramientas perdidas o averiadas. Por tal motivo las empresas realizan la instalación de equipos en superficie que ayude a la prevención y control de riesgos.

Por ejemplo, uno de los protocolos que está estandarizado por la Asociación Internacional de Contratistas de Perforación (IADC) es el de control de pozo, en el caso de una patada de pozo (ingreso controlable de gas, agua o petróleo que proviene de la formación hacia el pozo) o reventón (cuando la patada de pozo es incontrolable en superficie), el personal en pozo que participa en la perforación está entrenado para realizar una oportuna detección, puesto que recibe capacitación a través de un curso para identificar y operar los equipos en superficie y tomar las acciones correctivas necesarias. Otra capacitación que debe tomar el personal involucrado en la operación es el curso de Rig Pass, con este curso se busca reconocer los procedimientos, fluidos y equipos utilizados en la operación para reducir al mínimo el riesgo de incidentes, daños al equipo y catástrofes medioambiental. La realización de estos cursos es obligatoria, se deben repetir cada dos años y se debe aprobar el examen para recibir el certificado del curso.

Desde el punto de vista ambiental las operaciones de perforación de pozos exploratorios involucran riesgos para el ecosistema por el almacenamiento de combustibles, la preparación, operación y descarga de lodos, el uso de químicos de diversos tipos, la operación de pruebas de flujo, y el uso de materiales radiactivos. Estos riesgos son reconocidos en el sector de hidrocarburos y en la actualidad, las compañías involucradas toman las medidas necesarias para prevenir o mitigar los impactos generados. No obstante, la realidad es que la efectividad de los procesos no es lo esperada, y no es porque los equipos o procedimientos no están bien diseñados o no son los idóneos para la prevención de estos impactos, sino porque algunas compañías petroleras no cumplen con la reglamentación, ni con los programas propuestos en PMA y las autoridades ambientales encargadas del seguimiento y control no cuentan con la capacidad de ejercer idóneamente esta función.

Fase IV: Pertinencia Ambiental de Acuerdo a los Términos de Referencia para la Elaboración del Estudio de Impacto Ambiental

Por medio del siguiente cuadro se listan los aspectos positivos y negativos identificados en los términos de referencia para la elaboración de estudios de impacto ambiental en proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos.

Tabla 3. Aspectos Positivos y Negativos del documento M-M-INA-01.

ASPECTOS IDENTIFICADOS QUE IMPACTAN LA PERTINENCIA AMBIENTAL DE LOS TERMINOS DE REFERENCIA EN EIA DE PROYECTOS DE PERFORACIÓN EXPLORATORIA	
Aspectos Positivos	Aspectos Negativos
Redefinición del Área de Influencia.	No propone una metodología avalada por la autoridad ambiental para que se realice la evaluación de impacto ambiental.
Caracterización de los medio abiótico, biótico y socioeconómico en el área de influencia.	No plantea los perfiles académicos y de experiencia, del grupo interdisciplinario que trabajará en la elaboración del EIA. La única restricción para proyectos de exploración son los humedales que se encuentran dentro de la lista de la convención RAMSAR.

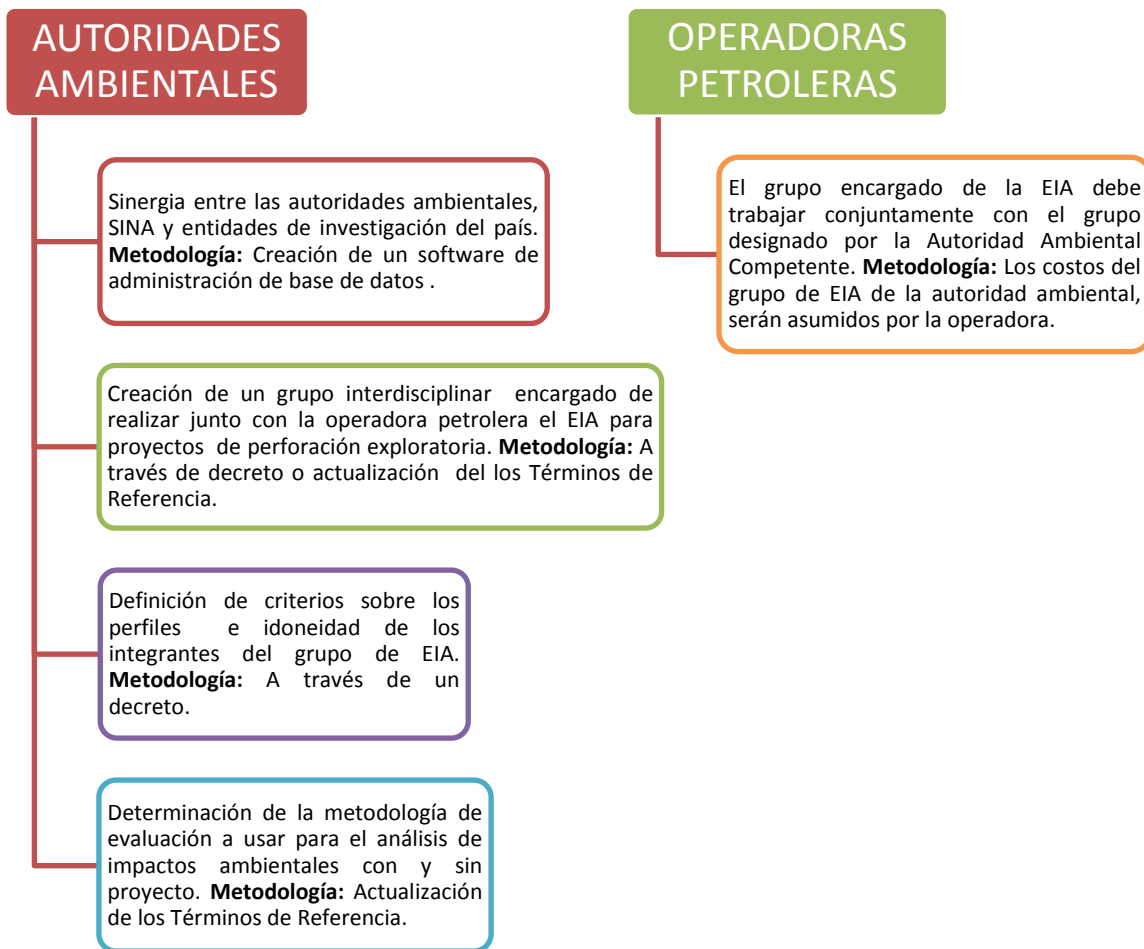
El documento es preciso en cuanto a la caracterización de los medios abiótico, biótico, y socioeconómico en el área de influencia, porque se recopila y analiza información de la línea base. Un buen levantamiento de la línea base tiene una importancia fundamental en dos aspectos: la evaluación real de los impactos identificados, porque es la evidencia actual tanto positiva o negativa de todas las variables ambientales sin haberse generado la ejecución del proyecto; y en el diseño del Plan de Manejo Ambiental.

Respecto a los aspectos negativos identificados en el documento de términos de referencia, no existe una definición en la metodología avalada por la autoridad ambiental para que se realice la EIA en los procesos de la identificación y valorización de los impactos ambientales, dejando la escala cuantitativa y cualitativa a consideración de la metodología seleccionada por la empresa interesada en la licencia ambiental. El segundo aspecto negativo nombrado en la *Tabla 3* hace referencia a la ausencia de regulación para validar la idoneidad de los integrantes de equipo de EIA, así como la definición de los perfiles profesionales de los integrantes que deben conformar el grupo de EIA. Por último, se identificó que la única restricción para el otorgamiento de licencia ambiental de proyectos de exploración, solamente aplica para los humedales que están designados dentro de la lista de importancia internacional de la convención RAMSAR, de modo que en otros ecosistemas estratégicos si es posible llevar a cabo proyectos de exploración, como en áreas protegidas, áreas de reglamentación especial (humedales, páramos y áreas de reserva de Ley 2ª de 1959, entre otros), ecosistemas ambientalmente sensibles y áreas de interés científico o con prioridades de conservación contempladas por parte de Parques Nacionales Naturales de Colombia.

DISCUSIÓN

A lo largo de este documento se han identificado aspectos indirectos y directos que afectan la dinámica durante el proceso de licenciamiento ambiental de los proyectos de perforación exploratoria. El siguiente diagrama de la *Figura 3* plantea una estrategia para el mejoramiento del documento de términos de referencia para la elaboración del estudio de impacto ambiental para los proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos.

Figura 3. Estrategia para el mejoramiento de los Términos de Referencia M-M-INA-01.



CONCLUSIONES

- Durante los periodos presidenciales de los últimos 15 años, el Gobierno ha expedido 7 decretos enfocados al proceso de licenciamiento ambiental. Los principales motivos por los cuales se expidieron los decretos son: impulso en el sector de minería e hidrocarburos, para atraer inversión extranjera; e incentivar la exploración de nuevos yacimientos que aumenten las reservas de crudo para conservar la autosuficiencia fósil- energética. La expedición de los decretos no fortaleció el proceso de licenciamiento si no por el contrario facilitó y agilizó el otorgamiento de licencias.
- La economía colombiana se ha visto afectada por la disminución del ritmo de expansión del sector Oil & Gas desde el último trimestre de 2014 por la caída en el precio del petróleo. El sector de hidrocarburos representa el 70% del sector minero energético del país (Malagón, 2016) y el 6% del PIB. Dicho de otro modo, el Gobierno necesita cerrar el hueco fiscal que se ha generado y para esto priorizara

todo tipo de beneficios para la ejecución de nuevos proyectos de perforación exploratoria.

- Las autoridades ambientales y el SINA no cuentan con los mejores recursos para cumplir eficientemente con sus deberes. No se hace el control y seguimiento sobre la totalidad de las licencias otorgadas.
- Las prácticas de ingeniería, infraestructura y tecnología usadas en proyectos de perforación exploratoria del sector hidrocarburos en Colombia, son las mismas que se usan a nivel internacional. La diferencia radica en la legislación ambiental que regula cada país y la competencia de las autoridades ambientales para dar seguimiento y control al PMA. Algunas operadoras petroleras en Colombia han reconocido falencias en las autoridades ambientales, por lo tanto se han aprovechado de la situación e incumplen los compromisos adquiridos.
- Se recomienda definir una metodología para la evaluación de impactos, para no dejar los criterios cualitativos y cuantitativos de evaluación, bajo el criterio del grupo evaluador contratado por la operadora petrolera interesada en la licencia. Adicional a esto, es importante que se regule al personal que participa en el EIA para garantizar la eficiencia en la labor que desempeñan.
- Se sugiere crear un grupo evaluador que pertenezca a las autoridades ambientales y participe junto con el grupo evaluador de la compañía interesada en la licencia, en el proceso de evaluación de los impactos ambientales. También se plantea que este grupo de profesionales sea pago por la empresa que solicita la licencia.

BIBLIOGRAFÍA

Constitución Política de Colombia de 1991, Asamblea Nacional de Constituyentes (Gaceta Constitucional 114 4 de Julio de 1991).

Ley 99 de 1993, Art. 49 (Diario Oficial 41146 22 de Diciembre de 1993).

Decreto 1753 de 1994, Art. 20 (Diario Oficial 41427 03 de Agosto de 1994).

Decreto 1728 de 2002 (Diario oficial 44893 6 de Agosto de 2002).

Decreto 1180 de 2003 (Diario Oficial 45185 10 de Mayo de 2003).

Decreto 1220 de 2005 (Diario Oficial 45890 21 de Abril de 2005).

Decreto 2820 de 2010, Art.2, Art. 3, Art. 8, Art. 14 (Diario Oficial 47792 5 de Agosto de 2010).

Decreto 3573 de 2011, Capítulo I, II (Diario Oficial No 48205 27 de Septiembre de 2011).

Ley 1450 de 2011 (Diario Oficial 48102 16 de Junio de 2011).

Decreto 2041 de 2014, Art. 25 (Diario Oficial 49305 15 de Octubre de 2014).

Decreto 2041 de 2014, Art. 2, Art. 3, Art. 8, Art. 14, Art. 25 (Diario Oficial 49305 15 de Octubre de 2014).

Resolución 421 de 2014, MADS (Diario Oficial 49205 de 7 de Julio de 2014 20 de Marzo de 2014).

Ley 1753 de 2015, Art. 179, Art.267 (Diario Oficial 49538 9 de Junio de 2015).

CONPES, & DNP. (2013). *Conpes 3762*. Bogotá.

García, L. (s.f.). *La flexibilidad de las licencias ambientales en el contexto normativo colombiano*. Manizalez.

MADS, A. (Marzo de 2014). *Terminos de Referencia para la Elaboración de Estudio de Impacto Ambiental Proyectos de Perforación Exploratoria de Hidrocarburos*. Bogotá.

Malagón, J. (2016). *La competitividad del sector de hidrocarburos en las diferentes regiones de Colombia*. Colombia: Cuadernos PNUD.

Osorio, C. (14 de Octubre de 2010). El legado Minero de Uribe . *La Silla Vacía*.

Osorio, J., & Correa, F. (2004). Valoración Económica de Costos Ambientales: Marco conceptual y Métodos de Estimación. *Semestre Económico*, 161.

Zambrano, H., & Olaya, A. (2003). Interventoría ambiental en proyectos de perforación de pozos petroleros. *Revista Facultad de Ingeniería*, 19.